

## 増加する石炭火力発電所が日本の中長期削減目標に与える影響

-電力業界全体の地球温暖化対策に関する枠組みの構築に向けて-

栗山昭久<sup>+</sup>、倉持壮<sup>++</sup>

2015年5月（2015年11月改訂）

### <要旨>

本稿では、現在公表されている18 GWにおよぶ石炭火力発電の新規建設及び更新（以下、設備追加）計画が日本の温暖化対策に関する中期目標（2030年目標）及び長期目標（2050年目標）に与える影響について分析した。加えて、これらの目標の達成に向けて電力業界全体の実効性のある取組が講じられた際の、石炭火力発電設備に対する経済的リスクについて考察した。

### 中期目標（2030年目標）の国際的評価と石炭火力発電の設備追加計画が与える影響

2015年4月30日に、日本政府は「2030年度に2013年度比26%削減（2005年度比25.4%削減）」とする約束草案要綱を発表し、長期エネルギー需給見通し骨子を了承した。本骨子では、「2030年の時点での電源構成として原子力発電を20～22%、再生可能エネルギーを22%～24%、石炭火力発電を26%」と明記され、これが実現すると、電力部門の排出原単位が2030年において0.36 tCO<sub>2</sub>/MWhになると算定される。これは、2030年時点での米国の排出係数0.34～0.38 tCO<sub>2</sub>/MWhと同程度であるが、欧州連合（EU）の0.18 tCO<sub>2</sub>/MWhよりも高いものとなる。米国、欧州は石炭火力発電の利用割合を低下させることで排出原単位を急速に改善し、2030年時点での排出原単位は、両国・地域の2℃目標達成シナリオの範囲内に収まる。一方で、日本の石炭など火力発電への依存度はさほど変わらず、排出原単位の改善の程度は比較的低く、2℃目標達成シナリオの範囲を上回る。その結果、2030年電源構成案を基盤とする約束草案要綱に対する国際的評価が低くなる可能性がある。

2030年電源構成案では、2030年における石炭火力発電による発電量は、276 TWh、CO<sub>2</sub>排出量は、2.4億 tCO<sub>2</sub>と算定される。一方で、現在公表されている18 GWに及ぶ石炭火力発電の設備追加計画が実行されると、2030年時点における石炭火力発電からの全電力供給量は338 TWhとなり、全電力による供給量の32%となり目標とする割合の26%を超過する。また、CO<sub>2</sub>排出量は2.91億 tCO<sub>2</sub>と算定され、目標の2.4億 tCO<sub>2</sub>を上回る。さらに、上記の2030年電源構成案が想定する排出原単位0.36 tCO<sub>2</sub>/MWhよりも悪化する可能性がある。

従って、石炭火力発電の設備追加計画を改定することが第一に求められるが、仮に設備計画の改定がなされない場合においても「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議とりまとめ（2013年4月25日、経済産業省・環境省）」にあるように、削減目標と整合性をもって電力業界全体が全体として実効性のある取組を講じることが今後求められる。2030年電源構成案が想定する石炭火力発電所からのCO<sub>2</sub>排出量超過分を、環境保全措置としてオフセットを行う場合、クレジット価格を2,000円/tCO<sub>2</sub>と仮定すると、960億円/年の購入費用が必要になる。また、石炭火力発電の追加設備によるCO<sub>2</sub>排出量と天然ガス火力発電によるCO<sub>2</sub>排出量の差分に対して、オフセットを行う場合、クレジット価格を2,000円/tCO<sub>2</sub>と仮定すると、1,100億円/年の購入費用が必要になる。

上記の電力業界全体の枠組みにおいて、石炭火力発電によるCO<sub>2</sub>排出量超過分に係わる費用を電力業界全体で負担する場合、これらの費用は電力価格に一律に上乗せされ、国民の負担になる。国民が負担する海外クレジットの前例として、京都メカニズムクレジット取得事業において日本政府が9,749万トン取得のために8年間で要した約1,600億円、また2016年以降の地球温暖化対策税の1年当たりの税収2,623億円と比較すれば、国民が海外クレジ

ットに支払う費用負担は小さくないことが分かる。一方で、2016年以降に電力小売市場が全面自由化し、国民が電力を選択できるようになると、当該費用は石炭火力発電に限定して上乗せされ得るものの、クレジット価格が2,000円/tCO<sub>2</sub>程度の場合は依然として石炭火力発電所の経済優位性が高い。なお、国民または発電事業者の負担となる海外クレジットの購入費用は海外に移転されるが、発電事業者の負担となる炭素税支払い費用は国内に還元されるという相違がある。また、石炭火力発電の長期にわたる運用は、海外のクレジット価格の上昇、国内における炭素価格の上昇、自由化された電力市場における国民の低炭素電源の選択など経済性に影響を与える様々なリスクが常時付随することから、石炭火力発電の設備追加計画を改定し、石炭火力発電に纏わる経済的リスクや社会的リスクをいち早く回避することは重要な選択肢のひとつである。

### **長期目標（2050年目標）に対する石炭火力発電の設備追加計画が与える影響**

第4次環境基本計画(2012年4月27日閣議決定)が定める「2050年80%削減」を達成するには2050年時点での温室効果ガス排出量を2.47～2.7億tCO<sub>2</sub>まで低下させる必要がある。これに対し、2050年における石炭火力発電の設備追加分からのCO<sub>2</sub>排出量が0.98億tCO<sub>2</sub>(2050年目標におけるGHG排出総量上限のおよそ44%)、既存設備を含むすべての石炭火力発電所全体からの排出量が1.10億tCO<sub>2</sub>(2050年目標におけるGHG排出総量上限の約41%-45%)と推定され、上記の2050年目標達成を困難にする。また、石炭火力発電の設備追加計画が実行された場合の発電量を算定した結果、2℃目標達成シナリオが想定する発電量を大きく逸脱することが明らかとなった。従って、長期的にCO<sub>2</sub>排出量を高止まりさせる“ロックイン効果”を生み出す。

2050年目標達成に関連して、2030年時点での既存の石炭火力発電所に設備追加分を加えた全体のCO<sub>2</sub>排出量について、2℃目標達成シナリオにおける石炭火力発電所からの排出量との差分をオフセットするために必要なクレジット調達費用を算定した。その結果、年間約1億300万トン/年～2億7,700万トン/年のクレジットが必要となり、クレジット価格を2,000円/tCO<sub>2</sub>と仮定すると、その費用は2,070～5,530億円/年となった。

また、国際社会が炭素税や排出量取引の導入等によって炭素価格付けに関する取組を推進する中で、日本においても2030年時点で炭素価格が国際的な標準価格と想定される4,000円/tCO<sub>2</sub>となる場合、合計1兆1,640億円/年の費用負担が発電事業者に対して発生し、これらの費用は発電事業者に対して課される。従って、石炭火力発電の他の電源に対する経済優位性に影響するが、炭素価格が4,000円/tCO<sub>2</sub>では、天然ガス火力発電や風力、太陽光など主要な再生可能エネルギーに対して経済的優位である。しかし、仮に炭素価格が6,000円/tCO<sub>2</sub>を上回ると、天然ガス火力発電や風力、太陽光など主要な再生可能エネルギーと比較して経済優位性が低下し得る。加えて、上記のように様々な社会的リスクが付随する。

### **中長期目標の達成に向けて**

今後、日本の中長期目標、2℃目標達成シナリオの達成に向けて、電力原単位を下げするために、石炭火力発電の設備追加計画の改訂はもとより、再生可能エネルギー、原子力発電、CO<sub>2</sub>回収・貯留(CCS)、海外におけるGHG削減の利用の在り方について真摯に議論するとともに、電力需要量の削減を含めて、電力部門への負荷、特に火力発電所の負荷を減らすような電力業界全体の枠組み施策を早急に講じることが求められる。

## 目次

1	背景と目的	4
2	国内電力部門からの CO <sub>2</sub> 排出の概観	5
3	分析手法及びデータ	6
3.1	各分析にて参照したシナリオの概要	6
3.2	各国の電力部門の排出原単位算定とその評価	7
3.3	石炭火力発電の設備追加によるロックイン効果（中長期目標への影響）	9
3.4	オフセットなどの石炭火力発電に対する経済的リスク	10
4	電力部門の排出原単位各国比較および評価	11
4.1	各国の排出原単位予測結果	11
4.2	各国の排出原単位の長期目標との整合性評価	13
5	石炭火力発電の設備追加が日本の中長期目標に与える影響評価	14
5.1	石炭火力発電所からの CO <sub>2</sub> 排出量推移と中長期削減目標との整合性評価	15
5.2	各研究機関が示すシナリオにおける石炭火力発電量との比較	16
6	2030 年における新規石炭火力発電所からの CO <sub>2</sub> 排出量に対する経済的リスクの考察	18
6.1	先進国及び途上国における炭素価格の設定	18
6.2	オフセットなどの石炭火力発電所に対する経済的費用及び負担の考察	19
6.3	電力業界全体の枠組の下での石炭火力発電所の経済的優位性の考察	22
7	まとめ	23
	付録 1	26
	謝辞	27
	参考文献	27

# 1 背景と目的

2015年12月に開催される気候変動枠組条約（UNFCCC）第21回締約国会議（COP21）に向けて、世界の各国は2020年以降の削減目標の約束草案提出を進めている。2015年4月現在、欧州連合(EU)は、2030年までに1990年比40%削減（EU, 2015）、スイスは、2030年にまでに1990年比50%削減（Switzerland, 2015）、メキシコは、2030年において、成り行きシナリオ(BAU)比25%削減（Mexico, 2015）、ノルウェーは、2030年にまでに、1990年比40%削減(Norway, 2015)とする目標を記す約束草案をUNFCCC事務局に提出しており、各国もできるだけ早い段階で削減目標を提出することが求められている。

このような中、日本政府は、2015年4月30日に「2030年度に2013年度比26%削減（2005年度比25.4%削減）」とする約束草案要綱を中央環境審議会地球環境部会2020年以降の地球温暖化対策検討小委員会・産業構造審議会産業技術環境分科会地球環境小委員会約束草案検討ワーキンググループ合同会合（第7回）にて発表した。同時に、長年議論が続いた約束草案要綱の柱となる2030年時点での電源構成について、2014年4月28日に経済産業省総合エネルギー調査会長期エネルギー需給見通し小委員会で作成した「2030年時点での電源構成として、原子力発電20～22%、石炭火力発電26%、石油火力発電3%、天然ガス火力発電27%、再生可能エネルギー22～24%」という長期エネルギー需給見通し骨子（以下、2030年電源構成案）を了承した。

約束草案が発表される以前から、日本の火力発電の利用及び石炭火力発電所の建設および設備の更新計画（以下、石炭火力発電の設備追加）が急増している。国際エネルギー機関（IEA）によると、2012年の日本の発電量は1,034 TWhであり、そのうち火力が882 TWhと85%を占め、特に石炭火力発電所が303 TWhと既に全体の約29%を占めている（IEA, 2014d）。加えて、近年の原子力発電所の停止の影響から、既存の石炭火力発電所の約半分に相当する18 GW<sup>1</sup>にも及ぶ石炭火力発電所の設備更新が計画されている。石炭火力発電所の設備利用率を経済産業省(2015c)に基づいて80%とすると、126 TWhの発電量を生み出すポテンシャルがある。石炭火力発電所の運転期間は通常40年を超えることから、石炭火力発電での設備更新を計画する際に、日本の中長期的な気候変動政策への整合性を検討することが求められる。

本稿の目的は石炭火力発電の設備追加が、日本の中長期的な温室効果ガス（GHG）削減目標に与え得る影響を論じることである。はじめに、日本、米国、EUの電力供給及び電力部門の排出原単位について、約束草案要綱や世界の平均気温の上昇を産業革命以前のレベルか

---

<sup>1</sup> 環境省報道発表や気候ネットワーク(2015a)等を基にIGES調べ。

ら摂氏 2°C以内におさえる長期目標（2°C目標）達成シナリオ<sup>2</sup>との整合性についてまとめる。次に、火力発電の設備追加が日本の排出量に対してどの程度の排出量高止まり効果、すなわちロックイン効果を及ぼすか明らかにする。最後に、石炭火力発電所からの排出量を、海外での削減に係る取組などのオフセットを利用した場合の費用や炭素税や排出量取引などによって炭素に価格付けがなされた場合の費用を試算する。

本稿の構成として、第 2 節では各国の電力部門における CO<sub>2</sub> 排出量の位置づけについてまとめる。第 3 節では分析の概要と分析に用いるデータの説明を行う。第 4 節では発電部門における排出原単位の分析として、2030 年電源構成案に基づき、2030 年に想定される国内発電部門の CO<sub>2</sub> 排出原単位および CO<sub>2</sub> 総排出量を推計し、これらを米国および欧州の政策目標と比較する。加えて、主要研究機関による「2°C 目標達成シナリオ」における国内発電部門の CO<sub>2</sub> 排出原単位および総 CO<sub>2</sub> 排出量とも比較する。第 5 節では現在計画中の石炭火力発電の設備更新が 2050 年までの CO<sub>2</sub> 排出量に対するロックイン効果について、中長期目標と比較しながら議論する。第 6 節で、石炭火力発電所の設備更新に対する経済的リスクをオフセット及び炭素価格付けの観点から分析する。第 7 節で本稿のまとめを行う。

## 2 国内電力部門からの CO<sub>2</sub> 排出の概観

図 1 に示す通り、2012 年における日本の GHG 排出量合計は 1,343 MtCO<sub>2</sub>e（土地利用、土地利用変化および森林（LULUCF）分野の排出・吸収量は除く）であり、そのうちエネルギー起源 CO<sub>2</sub> 排出量は 1,222 MtCO<sub>2</sub> となっている(NIES, 2014)。中でも、自家発電を含む火力発電所（廃棄物発電は除く）からの CO<sub>2</sub> 排出量は、562 MtCO<sub>2</sub> と日本全体の GHG 排出量の 42%に相当する。石炭火力発電所からの CO<sub>2</sub> 排出量は 276 MtCO<sub>2</sub> であり発電部門における GHG 排出量の 49%に相当し(IEA, 2014d)、日本全体の GHG 排出量の 21%と大きな割合を占める。

米国の GHG 排出量合計は、6,487 MtCO<sub>2</sub>e（LULUCF 分野の排出・吸収量は除く）であり、そのうちエネルギー起源 CO<sub>2</sub> 排出量は 5,203 MtCO<sub>2</sub> となっている(EPA, 2014b)。自家発電を含む火力発電所（廃棄物発電は除く）からの CO<sub>2</sub> 排出量は、2,064 MtCO<sub>2</sub> と米国全体の GHG 排出量の 32%に相当する。石炭火力発電所からの CO<sub>2</sub> 排出量は 1,507 MtCO<sub>2</sub> であり発電部門における GHG 排出量の 73%に相当し、米国全体の 23%を占める。

EU（欧州連合）の GHG 排出量合計は、4,544 MtCO<sub>2</sub>e（LULUCF 分野の排出・吸収量は除く）であり、そのうちエネルギー起源 CO<sub>2</sub> 排出量は 3,495 MtCO<sub>2</sub> となっている(EEA, 2014)。自家発電を含む火力発電所（廃棄物発電は除く）からの CO<sub>2</sub> 排出量は、1,273 MtCO<sub>2</sub> と欧州全体の GHG 排出量の 28%に相当する。石炭火力発電所からの CO<sub>2</sub> 排出量は

---

<sup>2</sup> ここでは、2100 年における大気中の GHG 濃度を CO<sub>2</sub> 換算を 450ppm 以内に抑えるためのシナリオを採用

940 MtCO<sub>2</sub>であり発電部門における GHG 排出量の 74%に相当する。EU 全体の GHG 排出量の 21%に相当する。CO<sub>2</sub>以外の GHG の割合が最も多くなっているが、これは主に農業や畜産業におけるメタンの排出が主な排出源である。

以上のように、日本は他国と比較して、電力部門が占める CO<sub>2</sub>排出量の割合が高く、電力部門の排出原単位の改善がより重要となっていることが分かる。

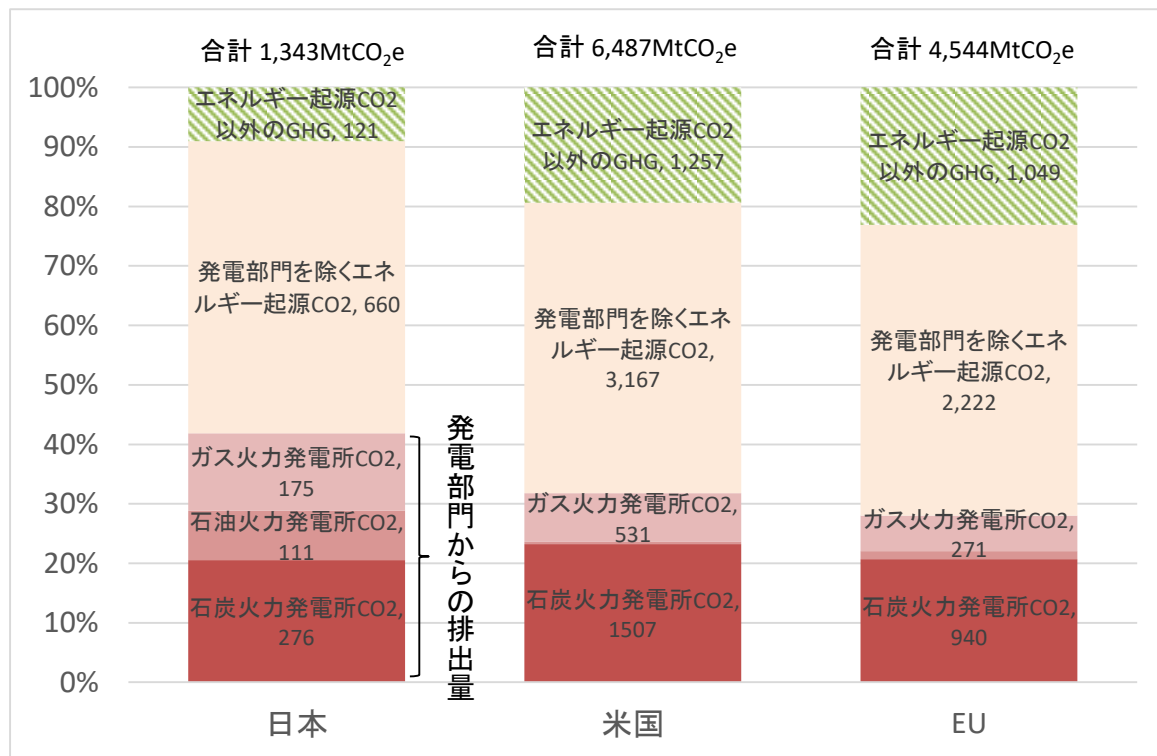


図1 日本、米国、EUにおける電力部門が占めるCO<sub>2</sub>排出量の割合(2012年)  
 出典：部門ごとのGHG排出量については、NIES(2014)、EPA(2014)、EEA(2014)、発電部門におけるCO<sub>2</sub>排出量内訳についてIEA(2014d)を基に筆者作成

### 3 分析手法及びデータ

本稿における分析として、第一に電力部門の排出原単位の現状と予測値の比較及びその評価を第4節で分析し、第二に新規火力発電所のロックイン効果について分析を第5節で行った。第6節では、石炭火力発電の設備追加分からのCO<sub>2</sub>排出量に対するオフセットおよび炭素価格付けの影響について考察した。

#### 3.1 各分析にて参照したシナリオの概要

3.1~3.4では、電力部門の排出原単位の評価、石炭火力発電の設備追加分によるロックイン効果、石炭火力発電所からのCO<sub>2</sub>排出量へのオフセット量算定を行う際に、各研究機関が

公表する 2030 年までのシナリオ及び 2°C 目標達成シナリオにおける石炭火力発電による発電量や CO<sub>2</sub> 排出量を参照している。それらのシナリオの概要を表 1 にまとめた。

表 1 分析結果の評価に利用した各機関が公表シナリオ一覧

文献名	評価対象	シナリオの概要
環境省 (2012a): 2013 年以降の対策・施策に関する報告書	2030 年目標	エネルギー・環境会議の要請に基づき、地球温暖化対策の選択肢の原案として、中央環境審議会地球環境部会が作成したシナリオ。原子力発電による発電比率を 0~35%まで複数提示している。
経済産業省(2013): 平成 24 年度エネルギー環境総合戦略調査		エネルギー環境総合戦略調査の下で、日本エネルギー経済研究所が、将来のエネルギー需給構造調査研究として作成したシナリオ。原子力発電による発電比率を 0~35%まで複数提示している。
World Energy Outlook(WEO) 2014: 450 Scenario(IEA, 2014d):	2030 年目標及び 2°C 目標達成シナリオ	IEA が有するエネルギーデータをもとに、2040 年までのエネルギー動向をエネルギー需要、生産、貿易、投資、二酸化炭素排出を国・地域別、燃料別、部門別に示したもの。本稿では、新政策シナリオ及び 450 シナリオ <sup>3</sup> を用いた。
Deep Decarbonization Pathways Project (SDSN・IDDRI, 2014a, 2014b)	2°C 目標達成シナリオ	主要排出 15 カ国の研究チームが参加する、2 度目標達成に向けた各国の大規模な脱炭素化への道筋のあり方を示すプロジェクト。一人当たりエネルギー起源 CO <sub>2</sub> 排出量を 2050 年時点での 1.6 トンを目指すシナリオ。
LIMITS プロジェクト (7 統合評価モデルの比較研究)		AIM-Enduse、GCAM、IMAGE、MESSAGE、REMIND、TIAM-ECN および WITCH の各モデルによるシナリオ。1 次エネルギー供給量やエネルギー需要量に関するデータを収録している。本稿ではレファレンス 450ppm シナリオを採用。

### 3.2 各国の電力部門の排出原単位算定とその評価

2030 年の日本の電力部門の排出原単位については、国際エネルギー機関 (IEA) の World Energy Outlook (WEO) 2014 が示す新政策シナリオ<sup>4</sup>における排出係数を示した。加えて、2015 年 4 月 28 日の第 8 回経済産業省総合エネルギー調査会長期エネルギー需給見通し小委員会で議論された内容を受けて、合計発電量を 1,065 TWh とし、電源構成として、原子力発電 21%、石炭火力発電 26%、石油火力発電 3%、天然ガス火力発電 27%、再生可能エネルギー 23%と設定した。排出係数 (発電端) については、既存及び新規の設備ごとに計算をした。

各火力発電における既存発電設備の発電量については、気候ネットワーク(2015b)に記載される運転開始年のデータに基づくと、稼働年数が 40 年を超える既存石炭火力発電所の割合が、2020 年において 11%、2030 年において 28%、2040 年において 68%、2050 年におい

<sup>3</sup> 2°C 目標達成に向けて、2100 年時点での大気中の CO<sub>2</sub> 濃度を 450ppm に固定するために世界全体で炭素価格付けが導入シナリオである。

<sup>4</sup> 2014 年の中ごろまでに提案されているエネルギーに関する政策や数値目標が実行された場合の CO<sub>2</sub> 排出シナリオ

て96%と算定できる<sup>5</sup>。天然ガス火力発電については、資源エネルギー庁(2012)によると、稼働年数が40年を超える設備の割合が2012年に17%、2020年に37%、2030年に52%、2040年に84%としている。耐用年数を超えた火力発電所は利用されず、設備が更新されるか廃止されるとした。火力発電設備追加分の発電量については2030年の電源構成から算定される各部門の発電量から既存の設備からの発電量を差し引いて算定した。2030年の想定発電量については、2030年時点の既存の設備の発電量をIEA(2014a)、気候ネットワーク(2015b)及び資源エネルギー庁(2012)を基に稼働年数を40年以内の設備からの発電量を算定した。

既存の石炭火力発電設備及び天然ガス火力発電設備の排出係数については、IEA(2014d)を基に、2012年の各発電部門の発電量及びCO<sub>2</sub>排出量を用いて算出した。設備追加分の石炭火力発電及び天然ガス火力発電、石油火力発電の排出係数については、経済産業省(2015a)に記載される設備利用率<sup>6</sup>(石炭：80%、LNG：80%)を利用し、熱効率については、環境省(2014)に記載される現時点で商用運転されている最新技術の値、エネルギー源別炭素排出係数については、IEEJ(2014)に記載される値を基に算出した。最後に、既存及び設備更新分の2030年時点での排出係数及び発電量を用いて、各部門のCO<sub>2</sub>排出量を算定し各部門全体での排出係数を導いた。これらの結果を表2にまとめた。

表2 2030年における日本の火力発電設備の排出係数

	熱効率(高位 熱量ベース)	排出係数 (tCO <sub>2</sub> /MWh)	2030年想定発 電量(TWh)
<b>2030年時点の全石炭火力発電平均</b>	-	<b>0.88</b>	<b>277</b>
既存石炭火力発電	0.36%	0.91	212
石炭火力発電の設備更新分	0.42%	0.78	65
<b>2030年時点の天然ガス火力発電平均</b>	-	<b>0.41</b>	<b>288</b>
既存天然ガス火力発電	0.40%	0.44	206
天然ガス火力発電の設備更新分	0.52%	0.34	81
<b>2030年時点の石油火力発電平均</b>	0.39%	<b>0.66</b>	<b>32</b>

出典：気候ネットワーク(2015b)、資源エネルギー庁(2012)、経済産業省(2015a)、環境省(2014)、IEA(2014d)、IEEJ(2014)、経済産業省(2015b)を基に筆者作成

米国は、2014年11月12日に、米中の首脳会談において、2025年までに温室効果ガス(GHG)排出量を2005年比で26~28%の削減を発表した。本目標達成に向けた主な政策手段は、オバマ大統領の政策方針である大統領気候行動計画(The President's Climate Action Plan)に基づいて環境保護庁が策定したクリーン電力計画(Clean Power Plan)<sup>7</sup>で

<sup>5</sup> なお、資源エネルギー庁(2012)では、稼働年数が40年を超える石炭火力発電所の割合が、2020年において12%、2030年において32%、2040年において77%としており、およそ一致している。

<sup>6</sup> 1979年第3回IEA閣僚理コミュニケにおいて採択された「石炭に関する行動原則」において、ベースロード用の石油火力の新設、リプレースの禁止が定められている。従って、石油火力の設備利用率は2030年電源構成案が想定する石油火力発電量を満たす設備利用率を想定とした。

<sup>7</sup> クリーン電力計画に関する詳細は、栗山 & 吉野(2014)を参照。



あり、電力部門からの排出を 2030 年までに 2005 年比 30%削減としている(EPA, 2014a)。米国の電力部門の排出原単位については、米国エネルギー情報局 (EIA) のデータに基づいて算出した。具体的には、EIA(2014a)に記載される 2005 年の電力部門からの CO<sub>2</sub> 排出量に 0.7 を乗じた値に、EIA(2014b)で予想される 2030 年の予想電力供給量で除した。なお、EIA(2014b)では、予想電力供給量が、低経済成長、標準経済成長、高経済成長と複数のシナリオがあるため、排出原単位の算定結果にも幅を持たせた。また、2012 年までの発電量については、IEA(2015)を参考にした。標準経済成長における予想電力供給量を用いて算出された値が、WEO 2014 の新政策シナリオおよそ一致するため、電源構成はこれに倣った。

2030 年の欧州の電力部門の排出原単位については、WEO 2014 が示す新政策シナリオにおける排出係数を示すとともに、EC(2014)によると「電力部門においては、現状の 21%から 45%にする」としており、WEO 2014 が示す新政策シナリオの 2040 年における排出原単位の値を採用した。

算定した電力部門の排出原単位を評価するために、2030 年の電力部門の排出原単位予測値と 2030 年目標及び 2°C 目標達成シナリオとを比較した。2°C 目標達成シナリオは EU LIMITS プロジェクト (450 Benchmark シナリオ)、WEO 2014 及び Deep Decarbonization Pathways Project(SDSN・IDDRI, 2014a, 2014b)のシナリオを用いて算出される排出原単位を用いた。各シナリオの概要は表 1 に示している。

### 3.3 石炭火力発電の設備追加によるロックイン効果 (中長期目標への影響)

第 5 節で論じる火力発電の設備追加によるロックイン効果を検証するために、既存及び容量増加分の石炭火力発電所からの CO<sub>2</sub> 排出量及び発電量について算出した。既存の石炭火力発電の発電量及び排出係数は 3.2 と同様のため、表 2 を参照されたい。

石炭火力発電の設備追加が 2030 年電源構成案及び 2°C 目標達成シナリオに与える影響分析として、第一に、2030 年電源構成案で想定される石炭火力発電所からの CO<sub>2</sub> 排出量及び、第 4 次環境基本計画 (2012 年 4 月 27 日閣議決定) に記載される「2050 年までに温室効果ガスの 80%削減」 (以下、2050 年目標) 達成時の GHG 排出量と比較した。

第二に、様々な研究機関が想定する 2030 年時点での石炭火力発電量との整合性を考察するために、約束草案要綱において石炭火力発電所発電量<sup>8</sup>及び LIMITS プロジェクト、WEO 2014、DDPP シナリオを用いて算出される発電量、環境省(2012a)、経済産業省 (2013)などの政府が 2030 年の中期目標策定に算定したシナリオと比較した。発電量で比較した理由

---

<sup>8</sup>発電量で比較した理由は、個別の発電所により排出係数が異なるため、発電量で比較することで、ロックイン効果の妥当性を向上させるためである。

は、各機関が示すシナリオごとに電力部門の排出原単位にばらつきがあるためであり、CO<sub>2</sub>排出量での比較が困難であるためである。各シナリオの概要は表 1 に示したとおりである。

### 3.4 オフセットなどの石炭火力発電に対する経済的リスク

第 6 節で議論する石炭火力発電の設備追加分からの CO<sub>2</sub> 排出量のオフセットおよび炭素税による影響の算定については、既存及び容量増加分の石炭火力発電所の設備利用率および排出係数については、3.2 で記した設定した値を採用した。クレジット価格については、海外におけるクレジット価格を 2,000 円/tCO<sub>2</sub> と仮定し、2030 年時点での国内炭素価格を 4,000 円/tCO<sub>2</sub> と仮定し、CO<sub>2</sub> 排出量に乗じた。クレジット価格、炭素価格設定方法については 6.1 に記載し、オフセットの対象については 6.2 に記載している。経済的リスクの算定に際して、ケース I（天然ガス火力発電に代替したと仮定した場合の CO<sub>2</sub> 排出量との差分）、ケース II（2030 年電源構成案で想定される石炭火力発電量との差分）、ケース III（2℃目標達成シナリオにおける石炭火力発電所からの発電量との差分）、ケース IV（炭素税が国際的な水準に引き上げる場合）を想定した。

加えて、これらのオフセットや国内炭素価格が設定された際の石炭火力発電の経済的優位性を評価するために、各ケースにおける 1kWh あたりの発電単価に計上される CO<sub>2</sub> 対策費を算定した。1kWh あたりの発電単価は、2015 年 4 月 27 日に開催された総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ（第 6 回会合）で公開された長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告案（経済産業省、2015b）に示されるデータから、純粋な発電単価を比較するために政策経費を除いた値を用いた。CO<sub>2</sub> 対策費用はケース I においては式(1)、ケース II 及び III においては式(2)、ケース IV においては式(3)によって算出した。

$$P_{m,I} = (EF_{coal,new} - EF_{gas,new}) \times \frac{P_c}{1000} \quad (1)$$

$$\text{if } EG_{coal,exist} < EG_{coal,target}, \quad P_{m,II \text{ or } III} = \frac{(EG_{coal,exist} + EG_{coal,new} - EG_{coal,target}) \times EF_{coal,new} \times P_c}{EG_{coal,CO2burden} \times 1000},$$

$$\text{else, } P_{m,II \text{ or } III} = \frac{\{(EG_{coal,exist} - EG_{coal,target}) \times EF_{coal,exist} + EG_{coal,new} \times EF_{coal,new}\} \times P_c}{EG_{coal,CO2burden} \times 1000} \quad (2)$$

$$P_{m,IV} = EF_{coal} \times \frac{P_c}{1000} \quad (3)$$

ただし、P<sub>m</sub> は CO<sub>2</sub> 対策費用(円/kWh)、EF<sub>coal,new</sub> は石炭火力発電の設備追加分の CO<sub>2</sub> 排出係数(tCO<sub>2</sub>/MWh)、EF<sub>coal,exist</sub> は既存の石炭火力発電設備の CO<sub>2</sub> 排出係数(tCO<sub>2</sub>/MWh)、EF<sub>gas,new</sub> は最新技術をガス火力発電の CO<sub>2</sub> 排出係数(tCO<sub>2</sub>/MWh)、P<sub>c</sub> は炭素価格(円)、EG<sub>coal,new</sub> は石炭火力発電の設備追加分の発電量(MWh)、EG<sub>coal,exist</sub> は既存の石炭火力発電設備の発電量(MWh)、EG<sub>coal,target</sub> は 2030 年電源構成または各 2℃目標シナリオにおける石炭火力発電量(MWh)、EG<sub>coal,CO2burden</sub> は CO<sub>2</sub> 対策費用を負担する石炭火力発電量 (MWh、全石炭火力発電所または目標値を超える石炭火力発電の追加設備による発電量) である。各

CO<sub>2</sub>排出係数は、3.2の表2の通りである。また、上記のとおり、P<sub>m</sub>について式(1)及び式(2)についてはP<sub>c</sub>を2,000円とし式(3)においては4,000円とした。

## 4 電力部門の排出原単位各国比較および評価

### 4.1 各国の排出原単位予測結果

電力部門の排出原単位の予測については、現在、日本、米国、欧州によって掲げられている温暖化に関する政策が導入及び実行された場合の電源構成をまとめるとともに、排出原単位予測を行い図2にまとめた。各国によって掲げられている政策を表3にまとめた。

表3 各国により提案または議論されている政策一覧

	中期削減目標（横断的施策）	電力部門における主な施策
日本	2030年までに2013年比26%削減	●ベースロード電源を60%（原子力を20～22%、石炭火力26%、水力及び地熱を含む再生可能エネルギー22～24%、LNG27%、石油3%）
日本 (IEA新政策シナリオ)	2020年までに、2005年比3.8%削減	●原子力発電の稼働年数を40年または60年と定義 ●再生可能エネルギーへの支援
米国	2025年までにGHG排出量を2005年比で26～28%削減	●Clean Power Plan（電力部門からの排出を2030年までに2005年比30%削減）及びCarbon pollution standardの導入 ●再生可能エネルギー、原子力発電所支援の継続
欧州	2030年までにGHGを1990年比40%削減	●最終エネルギー消費における再生可能エネルギーの割合を2030年までに27%とする（電力部門においては、現状の21%から45%にする。）

出典：IEA (2014d), 環境省 (2014), 経済産業省 (2015b), EPA (2014b), EU (2014)を基に筆者作成

日本では東日本大震災以降、原子力発電所の運転が停止しており、2012年には火力発電が発電量に占める割合が85%となっている。再生可能エネルギーについても総発電量に占める割合は廃棄物発電を含めて約12%に留まっており、その結果、図2に示す通り、2010年には、0.41 tCO<sub>2</sub>/MWhであった排出原単位が2012年には、0.55 tCO<sub>2</sub>/MWhとなった。特に、火力発電所の内訳として、1日のピーク需要と最低需要の差が他国に比べて大きい等といった理由から<sup>9</sup>、石油火力を17.5%と多く利用していることも他国と比較して特異な状況となっている。日本の2030年までに2013年比26%削減とする約束草案要綱において、石炭火力発電の割合を26%に設定すると2030年における日本の原単位は0.36tCO<sub>2</sub>/MWhと算出される。

米国の電力部門の排出原単位は、2010年に0.53tCO<sub>2</sub>/MWhであったが、近年増加する天然ガス火力発電所の影響により2012年では0.49 tCO<sub>2</sub>/MWhと日本よりも低くなっている。

<sup>9</sup> 詳しくは、倉持 & 明日香(2012)を参照。

これは、電力部門からの排出を 2030 年までに 2005 年比 30%削減するという内容であり、2030 年における発電量が経済成長の度合いによって 4,450~5,003 TWh と想定されるため (EIA, 2014b)、排出原単位は 0.34~0.38tCO<sub>2</sub>/MWh になると予想される。

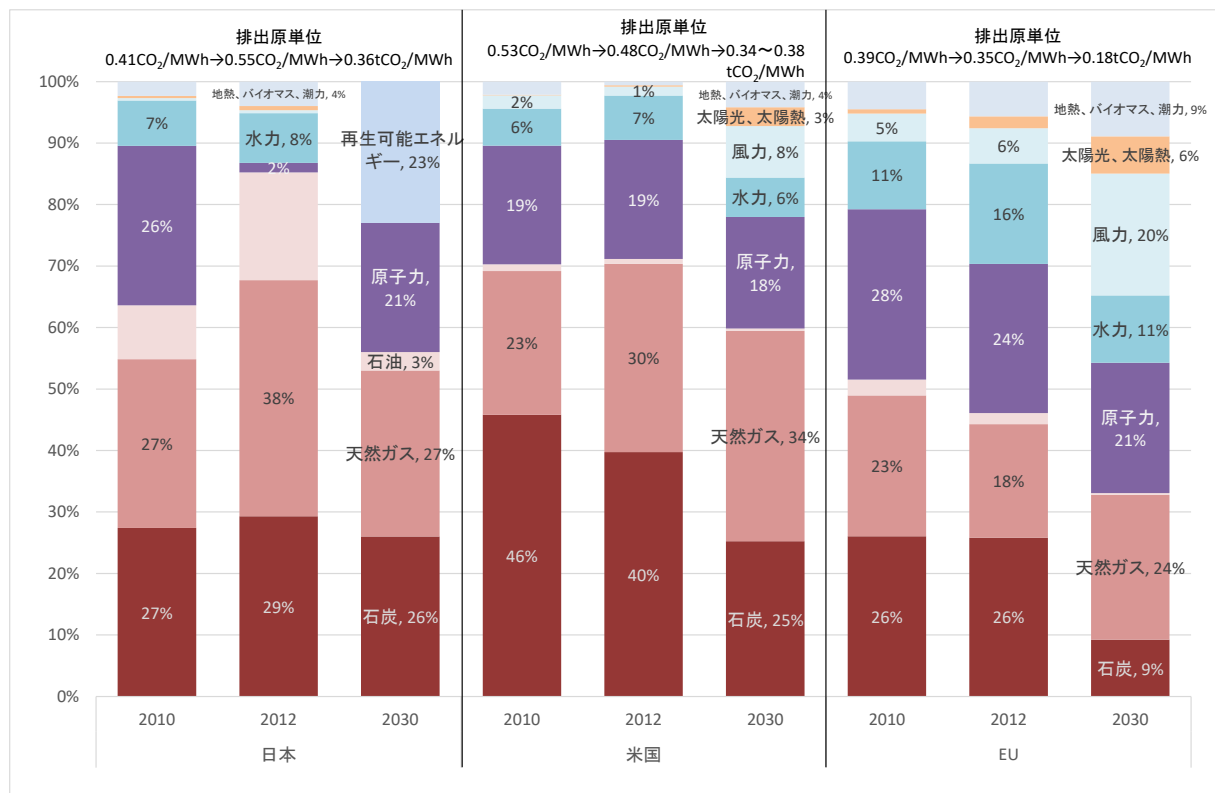


図 2 2010 年、2012 年、2030 年における各国のエネルギーミックスの現状比較  
出典：IEA(2014d), 経済産業省 (2015b), EPA (2014b), EU (2014)を基に筆者作成

EU は、原子力発電の利用に加えて廃棄物発電を含む再生可能エネルギーの利用が約 29%まで進んでおり、排出係数が 2012 年時点で 0.37tCO<sub>2</sub>/MWh と電力の低炭素化が進んでいる。中期目標として、EU は 2015 年 3 月 6 日に削減目標を UNFCCC 事務局に提出し、2030 年までに 1990 年比 GHG を 30%削減することを発表した。本目標を達成するために、欧州議会は、最終エネルギー消費のうち 27%は再生可能エネルギーで賄うとし、電力部門においては、2030 年において 45%は再生可能エネルギーで賄うとしている(EC, 2014)。これは WEO 2014 の新政策シナリオにて、0.23tCO<sub>2</sub>/MWh と予測されていた排出原単位を上回り、0.18tCO<sub>2</sub>/MWh と算出できる。

以上のように、日本の電力部門の排出原単位は、原子力発電所の再稼働を見込んでも、排出原単位が米国と同等か、EU よりも高い値になる可能性がある。石炭火力発電については、米国、EU とともに電力部門においてその利用割合が減っているが、日本の石炭火力発電の利用割合は 2010 年から一貫して 25~30%の間を推移しており、排出原単位が大きく下がらない一因となっている。加えて、この値は、5 節で議論する石炭火力発電の設備が追加され、

2030年電源構成案が想定する石炭火力発電の発電量を上回ることになる場合の影響が考慮されていないため、日本の排出原単位は、0.36 tCO<sub>2</sub>/MWh よりも高い値になり得る。なお、2°C目標達成シナリオとの整合性については下記の4.2で考察する。

## 4.2 各国の排出原単位の長期目標との整合性評価

4.1で算出した各国の電力部門の排出原単位の予測値を、各機関が公表する2°C目標達成シナリオにおける排出原単位のパスウェイ比較したものが図3中の橙色の範囲（火力発電所の一部にCCSが導入されることを前提として2°C目標達成シナリオにおける排出原単位）及び赤色の範囲（火力発電所にCCSが導入されないことを前提として2°C目標達成シナリオにおける排出原単位）である。各機関のシナリオについては、前述の表1にまとめている。

日本における最新の温暖化対策について、第2節で紹介した方法に基づいて算出したところ、2030年における日本の原単位は0.36tCO<sub>2</sub>/MWhとなった。この値が図3の赤線である。また、日本政府が2013年に発表した「2020年までに、2005年比3.8%削減」に基づいてWEO 2014が算出した電力部門の排出原単位は、図3の青線で示した通り、0.33 tCO<sub>2</sub>/MWhである。従って、約束草案要綱によって、排出原単位が「2020年までに、2005年比3.8%削減」シナリオよりも悪化すると予測される。また、日本の排出原単位は各2°C目標達成シナリオから算出できる排出原単位を満たしていないことが分かる。これは、各シナリオの想定を上回る石炭火力発電の使用が主な原因となる。また、WEO 2014の2°C目標シナリオでは、炭素価格が各国で一律に課された場合における費用最適化された原単位を算定しているため、仮に、炭素価格が2020年以降に設定される場合には、2030年電源構成案では経済的な損失を必要以上に被る可能性が示唆される。

米国は、電力部門からの排出を2030年までの、具体的な電力構成は示していないものの、2005年比30%削減するという電力部門における明確な目標を示している。(EIA, 2014a)及び(EIA, 2014b)を用いて算出された電力部門の排出原単位は0.34~0.38 tCO<sub>2</sub>/MWhとなり、WEO 2014による新政策シナリオで試算される0.35 tCO<sub>2</sub>/MWhとおおよそ一致する。また、各研究機関が公表する2°C目標達成シナリオの範囲内であることが分かる。

EUは「2030年において、電力部門の45%は再生可能エネルギーで賄う(EC, 2014)」ことで、電力部門の排出原単位を0.18 tCO<sub>2</sub>/MWhまで引き下げ、上述の通り、WEO 2014の新政策シナリオにて2040年における排出原単位を前倒しして達成するシナリオとなる。この新たな排出減の他には、各研究機関が公表する2°C目標達成シナリオにおける排出原単位を十分に満たしている。

このように、日本の中期目標は、4.1でみたとおり、米国、EUよりも高い電力部門の排出原単位をもたらすだけでなく、2°C目標達成シナリオとの整合性が取れないものとなり、国際社会における正当性も低いものとなり得ることが明らかとなった。

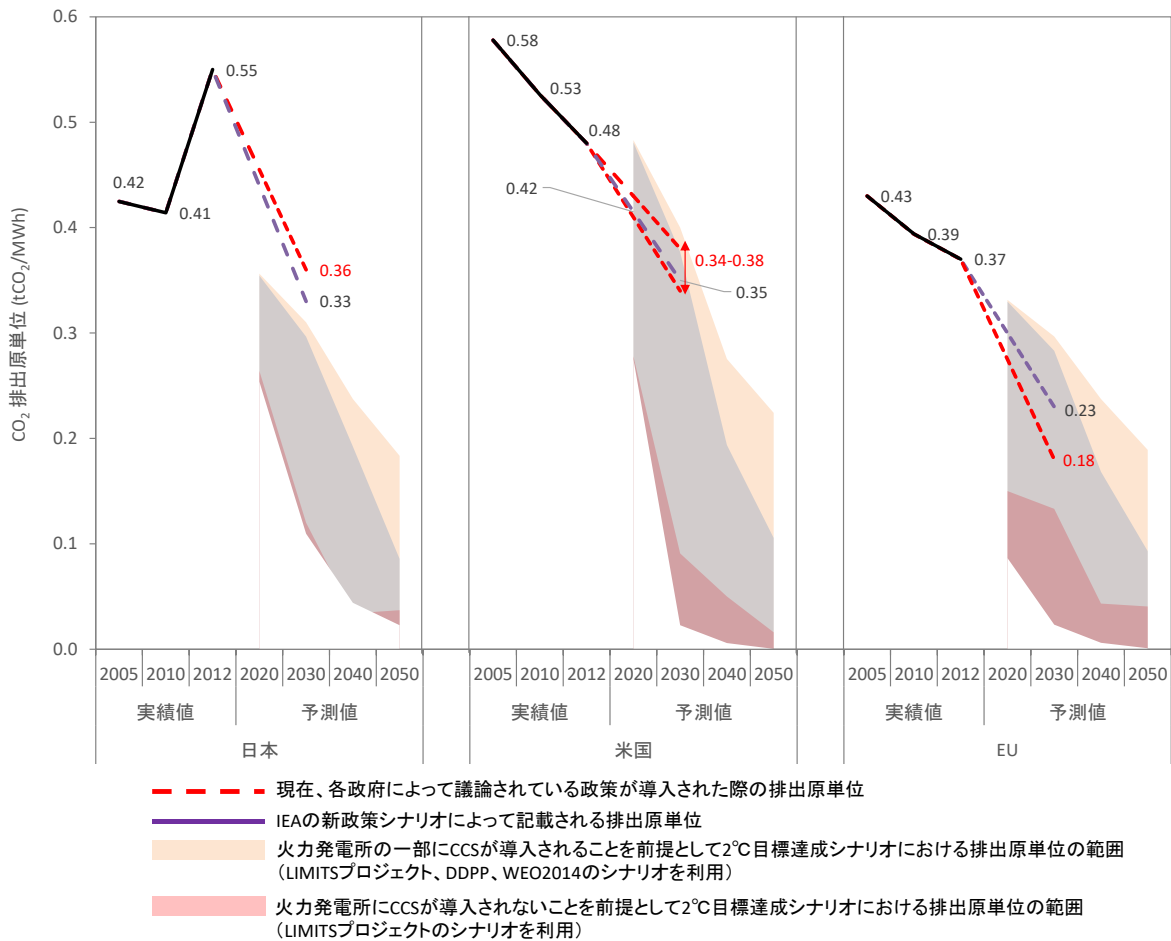


図3 各国の2030年における電力原単位の予測

出典：IEA (2014, 2014b and 2014c), EC (2014), EIA (2014b), 環境省 (2012b), IIASA (2014), 経済産業省 (2013)を基に筆者作成

## 5 石炭火力発電の設備追加が日本の中長期目標に与える影響評価

日本では、原子力発電所が停止し、安価な発電手段を求め石炭火力の新規開発計画が相次いで発表されている。IGESの調査では、新規建設または既存の設備の更新が計画されている石炭火力発電所の設備追加の総量は、2015年11月9日現在、18GWである。現在の電気事業者が有する日本の石炭火力の設備容量として、卸電気事業者、一般電気事業者、特定電気事業者、特定規模電気事業者が有する石炭火力発電の設備容量が35.94GW(IEA, 2014a)であり、自家用発電所としての石炭火力発電の設備容量は6.1GW(気候ネットワーク, 2015b)あることから、日本における既存の石炭火力発電の設備容量は合計42GWである。石炭火力発電の設備追加が既存設備の約半分に及ぶことから、設備追加がいかにか多かが分かる。従って、本稿では2012年時点で日本のGHG排出量の21%を占め、電力部門からのCO<sub>2</sub>排出量の49%を占める石炭火力発電に焦点をあてて、日本の約束草案要綱及び2°C目標シナリオに対する影響を考察する。

## 5.1 石炭火力発電所からの CO<sub>2</sub> 排出量推移と中長期削減目標との整合性評価

稼働年数を考慮した石炭火力発電所及び 2015 年 11 月までに計画されている石炭火力発電の増加設備容量及びそれらの発電所からの CO<sub>2</sub> 排出量を第 2 節で記述した方法に基づいて、図 4 にまとめた。

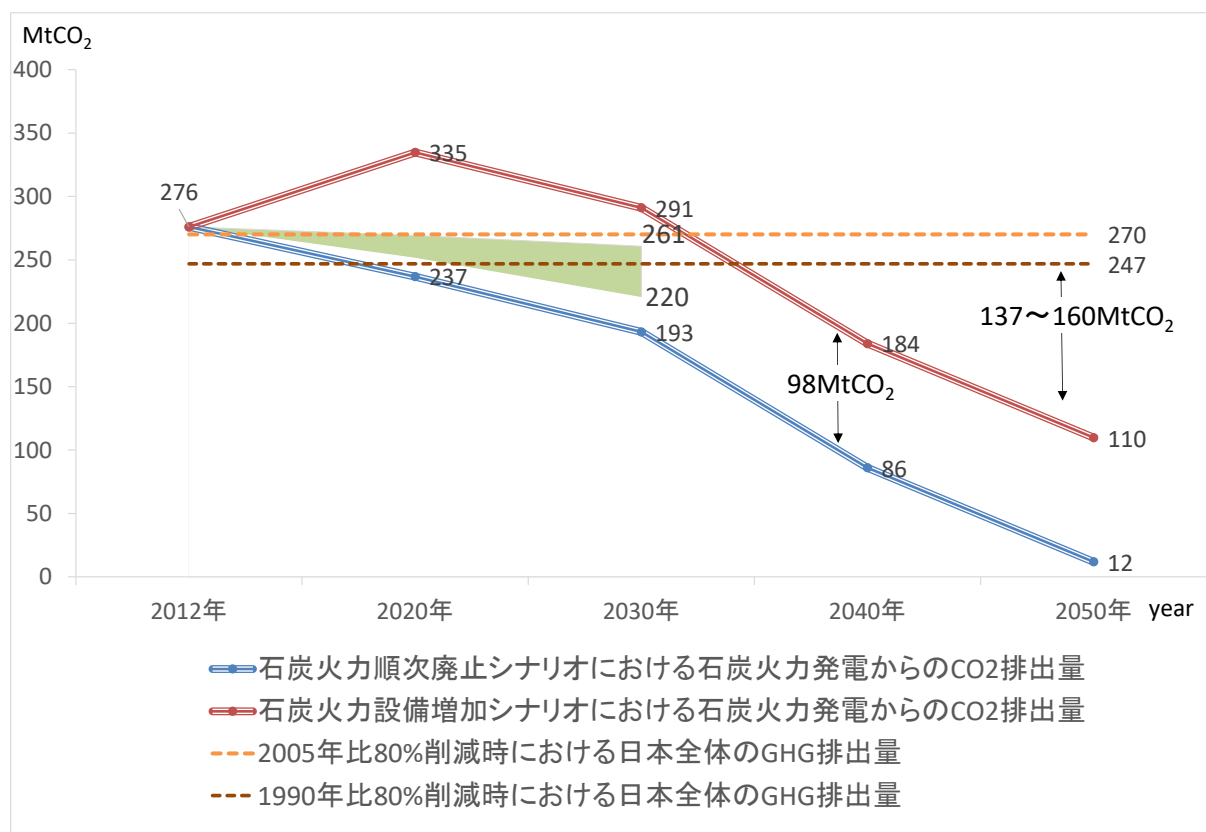


図 4 計画中の石炭火力発電所が稼働した場合の CO<sub>2</sub> 排出量

出典：気候ネットワーク (2015a), IEA (2014a), 環境省 (2012b), 環境省 (2012c)

図中の青二重線は運転年数が 40 年以下の石炭火力発電所からの CO<sub>2</sub> 排出量（以下、石炭火力設備順次廃止シナリオ）を示している。石炭火力設備順次廃止シナリオでは、石炭火力発電所からの CO<sub>2</sub> 排出量は 2030 年では 193MtCO<sub>2</sub>、2040 年では 86MtCO<sub>2</sub> となり、2050 年においては、12MtCO<sub>2</sub> となる。なお、石炭火力設備順次廃止シナリオにおける発電容量は 2012 年に 39 GW であり、2020 年には 37 GW、2030 年には 30 GW、2040 年には 13GW、2050 年では 2 GW と想定している。

赤二重線は運転年数が 40 年以下の石炭火力発電所に加えて、現在計画されている石炭火力発電所が稼働した場合の CO<sub>2</sub> 排出量（以下、石炭火力設備増加シナリオ）を加算したものである。石炭火力発電設備の増加容量分が全て稼働すると、126 TWh が既存の石炭火力発電量に追加され、CO<sub>2</sub> 排出量も 98MtCO<sub>2</sub> の追加となる。

中期的な削減目標である日本の約束草案要綱の下での 2030 年電源構成案では、上述の通り、2030 年における石炭火力発電は総発電量のおよそ 26%とされている。2030 年時点での発電量について、2030 年電源構成案では 1,065 TWh と想定され、環境省(2012a)や経済産業省(2013)における複数のシナリオでは、950~1,150 TWh と想定される。従って、これらの発電総量の範囲に、約束草案要綱で定められる石炭火力発電所による発電量の割合である 0.26 を乗じると、247~299 TWh となる。これに、表 2 で示したとおり、2030 年における既存の火力発電分の 212 TWh に対しては、排出係数として 0.91 tCO<sub>2</sub>/MWh を乗じ、残りの発電量には石炭火力発電の設備追加分の排出係数である 0.78 tCO<sub>2</sub>/MWh を乗じると、220~261 MtCO<sub>2</sub> と算定され、図 4 の緑色の範囲に該当する。この結果、2030 年電源構成案で想定する石炭火力発電量は石炭火力設備順次廃止シナリオよりも多くの石炭火力発電量となるが、石炭火力設備増加シナリオで想定する石炭火力発電量よりも低い発電量になることが分かる。具体的には、石炭火力設備増加シナリオにおける 2030 年時点における石炭火力発電からの全電力供給量は 338 TWh、CO<sub>2</sub> 排出量は 291 MtCO<sub>2</sub> となる。従って、既存の計画されている 18 GW の石炭火力発電の設備追加計画が実行されると 2030 年電源構成案と整合性が取れなくなる可能性があり、約束草案要綱における削減目標の達成の観点から、これ以上の石炭火力の設備追加計画は難しいものとなる。

長期的な削減目標との整合性について、第 4 次環境基本計画に記載される 2050 年目標を達成するには、2050 年の排出量を黄色及び茶色の線で示される 247MtCO<sub>2</sub> (1990 年比想定)~270MtCO<sub>2</sub> (2005 年比想定) 程度まで削減する必要がある。仮に計画される石炭火力発電の設備追加分が利用されると、石炭火力発電からの発電量が日本全体の CO<sub>2</sub> 排出量の 41%~45% を占めることになり石炭火力発電の設備追加分のロックイン効果が顕著に表れることが分かる。

## 5.2 各研究機関が示すシナリオにおける石炭火力発電量との比較

次に、石炭火力発電の設備追加が日本の約束草案要綱や 2°C 目標シナリオへの影響について発電量の観点から考察した。図 5 は、石炭火力順次廃止シナリオと石炭火力設備増加シナリオに加えて、日本の中長期目標を分析する様々な文献における 2030 年時点での石炭火力発電所からの発電量と比較したものである。2030 年時点の石炭火力発電設備増加シナリオにおける石炭火力発電所からの総発電量は 338 TWh であり、石炭火力発電設備順次廃止シナリオにおける石炭火力発電所からの総発電量は、212 TWh である。

緑色で示した範囲は、約束草案要綱、すなわち、電力供給量の 26% を石炭火力発電で賄うシナリオにおける総発電量をそれぞれ 950~1150 TWh と仮定した場合の石炭火力発電所による発電量の範囲である。

橙色で示した範囲は、環境省が 2012 年に発表した「2013 年以降の対策・施策に関する報告書 - 地球温暖化対策の選択枝の原案について - 」にて示された各削減目標案における石炭火力発電所による発電量シナリオの幅を示している。青色で示した範囲は経済産業省が



2013年に発表した「平成24年度エネルギー環境総合戦略調査」にて示された各削減目標案における石炭火力発電所による発電量シナリオの幅を示している。黄色で示した範囲は、WEO 2014、DDPP、およびLIMITSプロジェクトによって示される2°C目標達成シナリオにおけるCCS技術を用いない場合の石炭火力発電所による発電量シナリオの幅を示している。灰色で示した部分は、前記2°C目標達成シナリオにおけるCCS技術を用いた場合の石炭火力発電所による発電量シナリオの幅を示している。各グラフ内の(■)記号は、各シナリオ群の中間値を示しており、各シナリオ群における代表的な値を示す。

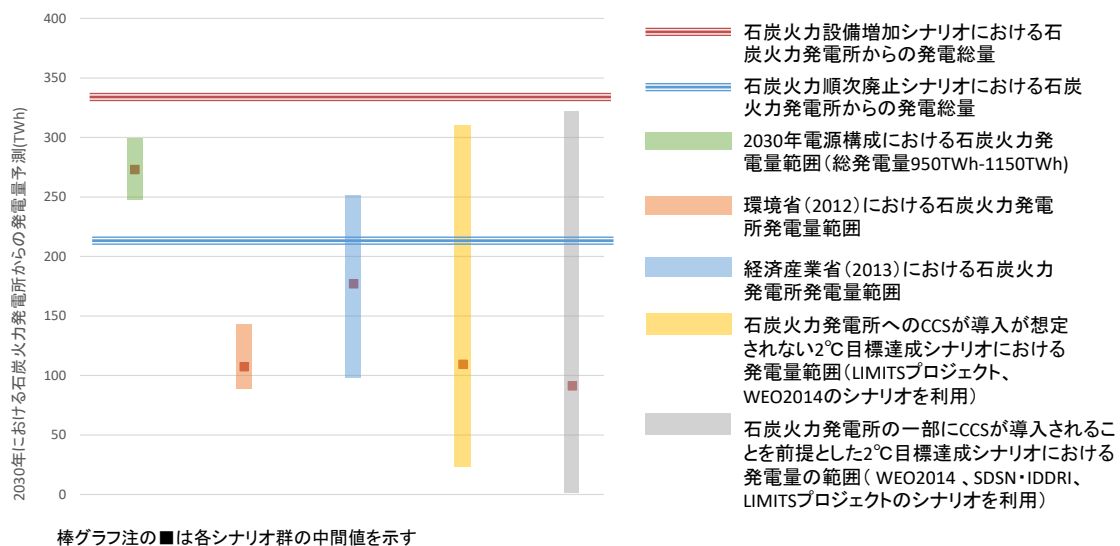


図5 各シナリオにおける2030年時点での石炭火力発電所からの電力供給量予測

出典：気候ネットワーク(2015a)、IEA(2014a)、環境省(2012b)、環境省(2012a)、環境省(2015)、経済産業省(2013)、IIASA(2014)、SDSN・IDDRI(2014a)を基に筆者作成

石炭火力順次廃止シナリオについては、環境省が示すシナリオの範囲には届かないものの、2°C目標達成シナリオの範囲の一部を満たすものであることが分かる。また石炭火力順次廃止シナリオは、2030年電源構成案で想定する石炭火力発電量よりも低い水準であり、約束草案要綱における削減目標達成に向けて整合性が取れるものであることが分かる。

他方、石炭火力設備増加シナリオについては、2030年電源構成案における石炭火力発電量を上回る可能性が高い。また、環境省及び経済産業省が想定する2030年までのシナリオの範囲をはるかに上回る。さらに、2°C目標達成シナリオの中間値を大幅に上回っており、最大値よりも高いことが分かる。従って、仮に現在計画されているすべての火力発電所の設備追加が計画どおり建設され、高い設備利用率で稼働すると、約束草案要綱及び様々な機関が想定する石炭火力発電量のシナリオの大部分を上回り、約束草案要綱及び各シナリオが想定する以上の量のCO<sub>2</sub>を排出することになる。加えて、石炭火力発電の耐用年数が40年であることを考慮すると、2030年以降も石炭火力発電量が高止まりするというロックイン効果

を生み出し、2050年目標の達成へも多大な影響を及ぼす可能性が高いことが明らかとなった。

## 6 2030年における新規石炭火力発電所からのCO<sub>2</sub>排出量に対する経済的リスクの考察

世界の各国が低炭素社会に向かう中で、排出量取引、環境税、自主的削減目標の設置などの炭素価格付けを導入する動きが広まっており、経済活動においてCO<sub>2</sub>排出量が企業や国民にとっての経済的リスクになり得る。本稿では、2030年時点で想定される炭素価格について考察する。次いで、新規石炭火力発電所が稼働した場合に、電力部門の排出原単位を下げするために、海外などの他の場所で実現したGHG削減量（削減クレジット）を用いてオフセットが要求される場合（事例Ⅰ、事例Ⅱ及び事例Ⅲ）及び炭素価格付けがなされる場合（事例Ⅳ）の費用を算定した。また、これらの費用の負担について、国民に対する費用負担として、事例Ⅰ、事例Ⅱ及び事例Ⅲの結果を考察し、発電事業者の費用負担及び発電所の経済性評価として、事例Ⅰ、事例Ⅱ、事例Ⅲ及び事例Ⅳを考察した。下記に、本節における算定結果をまとめた。

### I. 天然ガス火力発電に代替したと仮定した場合のCO<sub>2</sub>排出量との差分

- 2030年時点で年間約5,500万トン/年のクレジットが必要
- 海外からクレジットを調達する場合（クレジット価格2,000円/tCO<sub>2</sub>）、1,100億円/年の国民または発電事業者に対する費用負担が発生する。

### II. 2030年電源構成案で想定される石炭火力発電量との差分

- 2030年時点で年間約4,800万トン/年のクレジットが必要
- 海外からクレジットを調達する場合（クレジット価格2,000円/tCO<sub>2</sub>）、960億円/年の国民または発電事業者に対する費用負担が発生する。

### III. 2°C目標達成シナリオにおける石炭火力発電所からの発電量との差分

- 2030年時点で年間約1億300万～2億7,700万トン/年のクレジットが必要
- 海外からクレジットを調達する場合（クレジット価格2,000円/tCO<sub>2</sub>）、2,080億～5,530億円/年の国民または発電事業者に対する費用負担が発生する。

### IV. 炭素税が国際的な水準に引き上げる場合（289円/tCO<sub>2</sub>から4,000円/tCO<sub>2</sub>）

- 2030年時点で、石炭火力発電所からCO<sub>2</sub>が年間で2億9,100万トン排出
- 発電事業者全体で1兆1,640億円/年の発電事業者に対する費用負担が発生する。

## 6.1 先進国及び途上国における炭素価格の設定

先進国における2030年時点での炭素価格について、WEO 2014の新政策シナリオでは、EU及び韓国において、37ドル/tCO<sub>2</sub>と設定している（表4）。米国では、連邦政府による炭素価格付けに関する具体施策は無いものの、自主的にCO<sub>2</sub>排出量を公表するプログラム

であるカーボン・ディスクロージャー・プロジェクト（CDP）において、BP、エクソンモービル、ロイヤル・ダッチ・シェルなどのエネルギー関連企業が自主的に炭素価格を設定しており、エネルギー関連企業が想定する炭素価格平均は 34 ドル/tCO<sub>2</sub>である(CDP, 2013)。この価格は、企業が想定する将来の炭素価格と捉えることが可能である。日本においては、総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ(経済産業省, 2015c)では、2030年での CO<sub>2</sub> 価格を 35～40 ドル/tCO<sub>2</sub>と想定している。

途上国においても炭素価格付けに関する施策導入検討が盛んに行われている。中国では 2013 年より 2 省 5 市で排出量取引制度の試行的運用が開始され、2016 年から全国で統一的な排出量取引が運用される計画がなされている(国务院, 2014)。これらの取組によって、WEO 2014 では、2030 年時点では 23 ドル/tCO<sub>2</sub>と設定している。その他の途上国においても世界銀行が支援する市場メカニズム準備基金（PMR：Partnership for Market Readiness）などの支援によって、ブラジル、チリ、コスタリカ、メキシコ、タイ、トルコなどの国では排出量取引導入の準備または測定、報告、検証（MRV）などの一部制度導入が検討されている(World Bank, 2014)。加えて、コロンビア、インド、インドネシア、ヨルダン、モロッコ、ペルー、チュニジアにおいても炭素価格付けを行う施策の導入の検討・調査を実施している。特に、ブラジルにおけるパイロット取引では 2014 年において 10 ドル～15 ドル/tCO<sub>2</sub>の価格がついている(World Bank, 2014)。また、東京電力では、電力卸供給入札する際に、今後のクレジットの市場価格を予想し、炭素価格を 1,992 円/tCO<sub>2</sub>と設定している(東京電力, 2014)。

以上より、本稿では WEO 2014 及び経済産業省(2015b)にて想定される炭素価格及び先進国、途上国における炭素市場構築に向けた動向を参考にし、先進国における炭素価格を 4,000 円/tCO<sub>2</sub>とし、WEO 2014 及び東京電力(2014)を基に途上国における炭素価格を 2,000 円/tCO<sub>2</sub>とした。

表 4 World Energy Outlook 2014 で想定される炭素価格一覧（2013 年米ドル/tCO<sub>2</sub>）

	国	部門	2020	2030	2040
新政策シナリオ	EU	電力、産業、航空	22	37	50
	韓国	電力、産業	22	37	50
	中国	全部門	10	23	35
	チリ	電力	7	15	24
	南アフリカ	電力、産業	7	15	24
450 シナリオ	主要先進国	主に電力、産業	20	100	140
	主要途上国	電力、産業	10	75	125

出典：(IEA, 2014d)

## 6.2 オフセットなどの石炭火力発電所に対する経済的費用及び負担の考察

I では、天然ガス火力発電による発電時の CO<sub>2</sub> 排出量との差分をオフセットするために必要なクレジット量を算定した。「当面の地球温暖化に関する方針」（2015 年 3 月 15 日地球温暖化対策本部決定(環境省, 2013b)）において、「事業者及び国民には、それぞれの取組状況

を踏まえ、京都議定書目標達成計画に掲げられたものと同様以上の取組を推進すること」と示されている。これを踏まえて、「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ(経済産業省・環境省, 2013) (2015年4月25日策定)」では、火力発電所の個々の建設において、事業者が「国の目標・計画の達成に努めることを目的として環境保全措置を検討する」ことが求められている。その手段の一つが「電力業界全体の実効性のある取組(電力業界全体の枠組)が構築されるまでは、自主的な取組として天然ガス火力を超過する分に相当する純増分について海外での削減に係る取組を行うなどの環境保全措置を講じる」ことである。したがって、表2に示した2030年時点の排出係数を用いて、現在設備追加計画されている石炭火力発電所に対して本条件を適用すると、年間約5,500万tCO<sub>2</sub>のクレジットが必要となり、これは1990年排出量の5%に相当する。オフセットのために必要なクレジットを途上国から調達する場合は、6.1で示すとおり、1トン当たりの炭素価格を2,000円とすると年間1,100億円となる。

IIでは、電力業界全体の枠組が2030年電源構成に基づくことを想定して、2030年電源構成案で想定される石炭火力発電量と追加設備分との差分に対するオフセット量を算定した。なお、2030年時点の発電量を1,065TWh、石炭火力発電の割合を26%、石炭火力発電所の表2で示す通り、排出係数を石炭火力発電全体で0.88tCO<sub>2</sub>/MWhと想定した。この結果、計画中の石炭火力発電の設備追加分がすべて稼働すると、約4,800万tCO<sub>2</sub>/年クレジットが必要となる。オフセットのために必要なクレジットを海外から調達する場合は、炭素価格を1トン当たり2,000円とすると、2030年時点で960億円/年購入費用が必要となる。

IIIでは、長期目標との整合性を確保するための取組として、2°C目標達成シナリオにおける石炭火力発電所からの排出量との差分をオフセットするために必要なクレジット量を検討した。「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ」では、2050年目標との整合性について「2050年までに温室効果ガス排出量80%削減を目指すために、2050年までの稼働が想定される発電設備については、事業者に対し、二酸化炭素分離回収設備の実用化に向けた技術開発を含め、今後の革新的な二酸化炭素排出削減対策についても継続的に検討」することが求められている。従って、二酸化炭素回収・貯留(CCS)技術が中心的な施策であるが、2050年目標に向けて海外からのクレジットを用いて排出量の一部をオフセットする可能性も考えられる。2050年目標では電源構成については言及されていないため、本稿では、国立環境研究所、IEAやLIMITSプロジェクトなどの各機関が公表する2°C目標達成シナリオにおける石炭火力発電所からの排出量との差分をオフセットした場合の費用を算定した<sup>10</sup>。その結果、既存の石炭火力が全て稼働し、石炭火力発電の設備追加分が無い場合でも、2030年において約540万~1億9,000万tCO<sub>2</sub>のクレジットが必要となる。既存の石炭火力が全て稼働することに加えて、石炭火力発電の設備追加分も含めると、約1億300万~2億7,700万tCO<sub>2</sub>/年のクレジットが必要となる。オフセットのために必要なクレ

---

<sup>10</sup> 2050年目標は、大部分の2°C目標達成シナリオよりも厳しい目標となっている。

ジットを海外から調達する場合は、6.1 で示すとおり、炭素価格を 1 トン当たり 2,000 円とすると、2030 年時点でそれぞれ 108~3,800 億円/年、2,080~5,530 億円/年の購入費用が必要となる。特に、後者の新規と既存の石炭火力発電からの排出量をオフセットするために、非常に高額な対価を払うことになる。

IV では、石炭火力発電所に対する炭素価格付けによるリスクについて考察した。炭素価格付けの取組としては、日本では 2012 年 10 月 1 日から「地球温暖化対策のための税」が段階的に施行されており、2016 年 4 月 1 日からは 289 円/tCO<sub>2</sub> (約 2.5 ドル) となる。また、国際社会が炭素税や排出量取引の導入等によって炭素価格付けに関する取組が推進されており、表 4 で示す通り、2030 年時点での先進国における標準的な炭素価格は 4,000 円と想定されている。国際動向に準じて、仮に日本においてもこの炭素価格が炭素税によって設定される場合、石炭火力発電の設備追加が無い場合でも、2030 年時点で石炭火力発電所から CO<sub>2</sub> が年間で合計 1 億 9,300 万トン排出され、炭素税に対する支払費用は約 7,720 億円/年となる。石炭火力発電の設備追加がある場合は、2030 年時点で、CO<sub>2</sub> が年間で 2 億 9,100 万トン排出され、その支払い費用は 1 兆 1,640 億円/年となる。

これらの費用負担について、国民による費用負担と発電事業者に対する費用負担の二つの観点から考察する。事例 I、事例 II 及び事例 III の石炭火力発電による CO<sub>2</sub> 排出量超過分に対するオフセット費用を電力業界全体で負担する場合、これらの費用は電力価格に一律に上乗せされ、国民の負担になる。国民が負担する海外クレジットの前例として、京都メカニズムクレジット取得事業において日本政府が 9,749 万トン取得(首相官邸, 2014)<sup>11</sup>のために 8 年間で要した約 1,600 億円 ((NEDO, 2012) 及び(環境省, 2013a)) がある。また、2016 年以降の地球温暖化対策税の 1 年当たりの税収 2,623 億円(梅村元史, 2012)である。これらの費用と比較すれば、石炭火力発電に対するこれらのオフセットのための、国民負担になり得るクレジット購入費用は小さくない。

2016 年以降に電力小売市場が全面自由化し、国民が電力を選択できるようになると、事例 I、事例 II 及び事例 III の石炭火力発電による CO<sub>2</sub> 排出量超過分に対するオフセット費用や事例 IV の炭素税支払い費用が火力発電に限定して上乗せされるため、kWh あたりの発電コストが上昇し、石炭火力発電の経済性に影響すると考えられる。従って、CO<sub>2</sub> 対策費用を考慮した石炭火力発電の経済優位性について排出原単位の低い他の電源の発電コストと比較して分析する必要があり、この点については 6.3 節で考察した。

なお、国民または発電事業者の負担となる海外クレジットの購入費用は海外に移転されるが、発電事業者の負担となる炭素税支払い費用は国内に還元されるという相違がある。ま

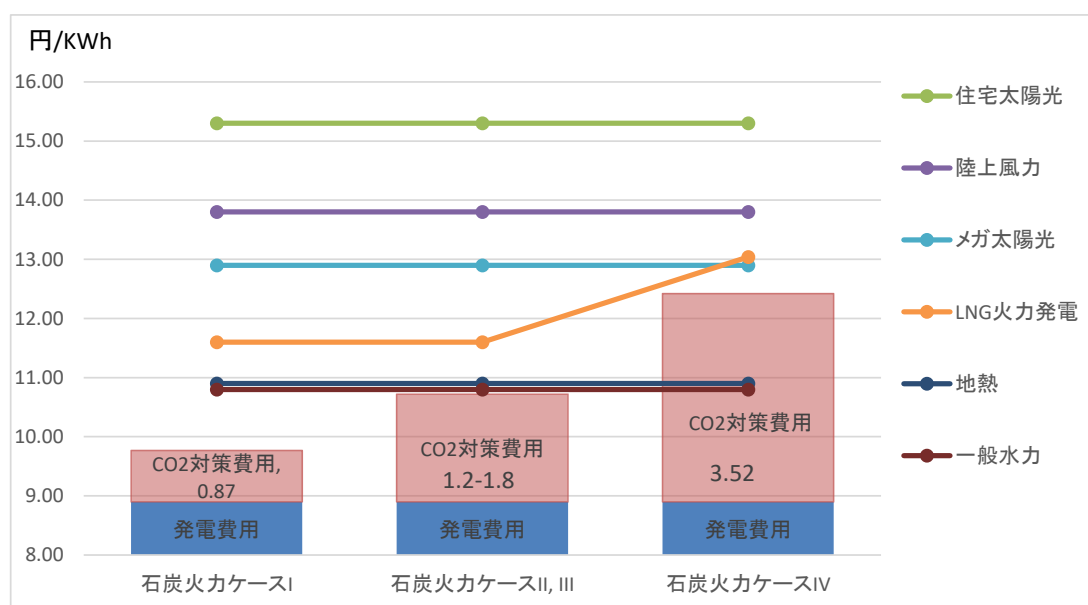
---

<sup>11</sup> 京都議定書第一約束期間 (2008 年~2012 年) においては、政府取得で 9,749.3 万 tCO<sub>2</sub>e、民間取得で約 2 億 7,400 万 tCO<sub>2</sub>e となっている(首相官邸, 2014)。

た、これらの費用負担を検討すると同時に、石炭火力発電の設備追加計画を改定し、経済的リスクを回避することは重要な視点である。

### 6.3 電力業界全体の枠組の下での石炭火力発電所の経済的優位性の考察

本節では、6.2 で議論した石炭火力発電所に対する経済的優位性について考察する。総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ(経済産業省, 2015c)で公表される kWh あたりの発電超コストに、6.2 の I、II、III 及び IV で検討したオフセット費用及び炭素価格づけに対する費用を考慮したものが図 6 である。電力業界全体の枠組に関するシナリオ I、II、III とともに、石炭火力発電は依然として経済的に優位であることが分かる。環境税や排出量取引などの施策によって、4,000 円/tCO<sub>2</sub>の炭素価格付けがなされる社会を想定したシナリオ IV では、石炭火力発電の優位性は地熱、一般水力より劣ることが分かるが、その他再生可能エネルギー、ガス火力発電よりも依然として優位性が高いことが分かった。なお、様々な炭素価格の下での、石炭火力発電の経済的優位性評価したところ(付録 1 参照)、炭素価格が 6,000 円程度に設定されると、天然ガス火力発電や風力、太陽光など主要な再生可能エネルギーと比較して経済優位性が低下するという結果になった。



注：炭素価格付けを想定するケース IV では天然ガス火力発電の発電費用も CO<sub>2</sub> 対策費用分だけ上昇する。

図 6 石炭火力発電に各シナリオの CO<sub>2</sub> 対策費用を考慮した発電別発電単価比較

出典：経済産業省(2015b)を元に筆者作成

## 7 まとめ

東日本大震災の影響で原子力発電の停止が長引く中で、原子力発電に代わるベースロード電源としての石炭火力発電の新規建設および設備の更新計画が相次いで提出され、現在公表されている石炭火力発電の設備追加計画は18GWに及ぶ。本稿では、石炭火力発電の設備追加が、日本の中期目標（2030年目標）及び長期目標（2050年目標）に対する影響を評価した。

中期目標として、2015年4月30日に、日本政府は「2030年度に2013年度比26%削減（2005年度比25.4%削減）」とする約束草案要綱を発表し、長期エネルギー需給見通し骨子を了承した。本骨子では、「2030年の時点での電源構成として原子力発電を20%～22%、再生可能エネルギーを22%～24%、石炭火力発電を26%」と明記され、これが実現すると、電力部門の排出原単位が2030年において0.36 tCO<sub>2</sub>/MWhになると算定される。これは、2030年時点での米国の排出係数0.34～0.38 tCO<sub>2</sub>/MWhと同程度であるが、欧州連合（EU）の0.18 tCO<sub>2</sub>/MWhよりも高いものとなる。米国、欧州は石炭火力発電の利用割合を低下させることで排出原単位を急速に改善し、2030年時点での排出原単位は、両国・地域の2℃目標達成シナリオの範囲内に収まる。一方で、日本の石炭など火力発電への依存度はさほど変わらず、排出原単位の改善の程度は比較的低く、2℃目標達成シナリオの範囲を上回る。その結果、2030年電源構成案を基盤とする約束草案要綱に対する国際的評価が低くなる可能性がある。

2030年電源構成案では、2030年における石炭火力発電による発電量は、276 TWh、CO<sub>2</sub>排出量は、2.4億 tCO<sub>2</sub>と算定される。一方で、現在公表されている18GWに及ぶ石炭火力発電の設備追加計画が実行されると、2030年時点における石炭火力発電からの全電力供給量は338 TWhとなり、全電力による供給量の32%となり目標とする割合の26%を超過する。また、CO<sub>2</sub>排出量は2.91億 tCO<sub>2</sub>と算定され、目標の2.4億 tCO<sub>2</sub>を上回る。さらに、上記の2030年電源構成案が想定する排出原単位0.36 tCO<sub>2</sub>/MWhよりも悪化する可能性がある。

従って、石炭火力発電の設備追加計画を改定することが第一に求められるが、仮に設備計画の改定がなされない場合においても「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議とりまとめ（2013年4月25日、経済産業省・環境省）」にあるように、削減目標と整合性をもって電力業界全体が全体として実効性のある取組を講じることが今後求められる。2030年電源構成案が想定する石炭火力発電所からのCO<sub>2</sub>排出量超過分を、環境保全措置としてオフセットを行う場合、クレジット価格を2,000円/tCO<sub>2</sub>と仮定すると、1,100億円/年の購入費用が必要になる。また、石炭火力発電の追加設備によるCO<sub>2</sub>排出量と天然ガス火力発電によるCO<sub>2</sub>排出量の差分に対して、オフセットを行う場合、クレジット価格を2,000円/tCO<sub>2</sub>と仮定すると、960億円/年の購入費用が必要になる。

上記の電力業界全体の枠組みにおいて、石炭火力発電による CO<sub>2</sub> 排出量超過分に係わる費用を電力業界全体で負担する場合、これらの費用は電力価格に一律に上乗せされ、国民の負担になる。国民が負担する海外クレジットの前例として、京都メカニズムクレジット取得事業において日本政府が 9,749 万トン取得のために 8 年間で要した約 1,600 億円、また 2016 年以降の地球温暖化対策税の 1 年当たりの税込 2,623 億円と比較すれば、国民が海外クレジットに支払う費用負担は小さくないことが分かる。一方で、2016 年以降に電力小売市場が全面自由化し、国民が電力を選択できるようになると、当該費用は石炭火力発電に限定して上乗せされ得るものの、クレジット価格が 2,000 円/tCO<sub>2</sub> 程度の場合は依然として石炭火力発電所の経済優位性が高い。なお、国民または発電事業者の負担となる海外クレジットの購入費用は海外に移転されるが、発電事業者の負担となる炭素税支払い費用は国内に還元されるという相違がある。また、石炭火力発電の長期にわたる運用は、海外のクレジット価格の上昇、国内における炭素価格の上昇、自由化された電力市場における国民の低炭素電源の選択など経済性に影響を与える様々なリスクが常時付随することから、石炭火力発電の設備追加計画を改定し、石炭火力発電に纏わる経済的リスクや社会的リスクをいち早く回避することは重要な選択肢のひとつである。

長期目標に関して、第 4 次環境基本計画(2012 年 4 月 27 日閣議決定)が定める「2050 年 80%削減」を達成するには 2050 年時点での温室効果ガス排出量を 2.47~2.7 億 tCO<sub>2</sub> まで低下させる必要がある。これに対し、2050 年における石炭火力発電の設備追加分からの CO<sub>2</sub> 排出量が 0.98 億 tCO<sub>2</sub> (2050 年目標における GHG 排出総量上限のおよそ 44%)、既存設備を含むすべての石炭火力発電所全体からの排出量が 1.10 億 tCO<sub>2</sub> (2050 年目標における GHG 排出総量上限の約 41%-45%) と推定され、上記の 2050 年目標達成を困難にする。また、石炭火力発電の設備追加計画が実行された場合の発電量を算定した結果、2°C 目標達成シナリオが想定する発電量を大きく逸脱することが明らかとなった。従って、長期的に CO<sub>2</sub> 排出量を高止まりさせる“ロックイン効果”を生み出す。

2050 年目標達成に関連して、2030 年時点での既存の石炭火力発電所に設備追加分を加えた全体の CO<sub>2</sub> 排出量について、2°C 目標達成シナリオにおける石炭火力発電所からの排出量との差分をオフセットするために必要なクレジット調達費用を算定した。その結果、クレジット価格を 2,000 円/tCO<sub>2</sub> と仮定すると、年間約 1 億 300 万トン/年~2 億 7,700 万トン/年のクレジットが必要となり、その費用は 2,070~5,530 億円/年となった。

また、国際社会が炭素税や排出量取引の導入等によって炭素価格付けに関する取組を推進する中で、日本においても 2030 年時点で炭素価格が国際的な標準価格と想定される 4,000 円/tCO<sub>2</sub> となる場合、石炭火力発電の他の電源に対する経済優位性は依然として高いが、設備追加分を含む全石炭火力発電所に対して、合計 1 兆 1,640 億円/年の費用負担が発電事業者に対して発生し得る。一方で、仮に炭素価格が 6,000 円/tCO<sub>2</sub> を上回ると、天然ガス火力発電や風力、太陽光など主要な再生可能エネルギーと比較して経済優位性が低下し得る。



今後、日本の中長期目標、2°C目標達成シナリオの達成に向けて、電力原単位を下げるために、石炭火力発電の設備追加計画の改訂はもとより、再生可能エネルギー、原子力発電、CO<sub>2</sub>回収・貯留（CCS）、海外におけるGHG削減の利用の在り方について真摯に議論するとともに、電力需要量の削減を含めて、電力部門への負荷、特に火力発電所の負荷を減らすような電力業界全体の枠組み施策を早急に講じることが求められる。

# 付録 1

6 節で論じた、炭素税や排出量取引などの政策によって、炭素価格付けがなされると仮定し、炭素価格ごとの石炭火力発電の各発電に対する経済的優位性について考察した。

経済産業省(2015,b)によると、一般水力発電、地熱発電、大規模（メガ）太陽光発電、陸上風力、住宅用太陽光発電の政策経費を除く 1kWh 当たりの発電費用は、それぞれ 10.8 円 ( $C_{hydro}$ )、10.9 円 ( $C_{geothermal}$ )、12.9 円 ( $C_{largePV}$ )、13.8 円 ( $C_{wind}$ )、15.3 円 ( $C_{smallPV}$ )と想定されている。

石炭火力発電、天然ガス火力発電の政策経費及び CO<sub>2</sub> 対策費を除く 1kWh 当たりの発電費用は、それぞれ 8.9 円、11.6 円である。従って、2030 年時点の石炭火力発電の排出係数を本文の表 2 に基づき、0.88 tCO<sub>2</sub>/MWh, 天然ガス火力発電の排出係数を 0.41 tCO<sub>2</sub>/MWh とすると、各発電の炭素価格ごとの発電費用は下記の式によって算出できる。

$$C_{coal} = 8.9 + P_{carbon} * 0.88/1,000 \quad (C_{coal}: \text{炭素価格別石炭火力発電費用}, P_{carbon}: \text{炭素価格}) \cdots (a)$$

$$C_{gas} = 11.6 + P_{carbon} * 0.41/1,000 \quad (C_{gas}: \text{炭素価格別ガス火力発電費用}, P_{carbon}: \text{炭素価格}) \cdots (b)$$

$$C_{hydro} = 10.8 \cdots (c),$$

$$C_{geothermal} = 10.9 \cdots (d),$$

$$C_{largePV} = 12.9 \cdots (e)$$

$$C_{wind} = 13.8 \cdots (f),$$

$$C_{smallPV} = 15.3 \cdots (g)$$

従って、(a)と(b)~(g)の式でそれぞれ二元連立方程式の解を求めることによって、石炭火力発電が各電源に対して経済的に劣勢に転じる炭素価格を算定した。その結果を、図 A1 上に示した。一般水力発電は炭素価格が 2,160 円/tCO<sub>2</sub>、地熱発電は 2,274 円/tCO<sub>2</sub>、大規模太陽光は、4,548 円/tCO<sub>2</sub>、陸上風力発電は 5,582 円/tCO<sub>2</sub>、天然ガス火力発電は 5,745 円/tCO<sub>2</sub>、住宅太陽光発電は 7,277 円/tCO<sub>2</sub> となった際に、石炭火力発電よりも経済優位になることが明らかとなった。

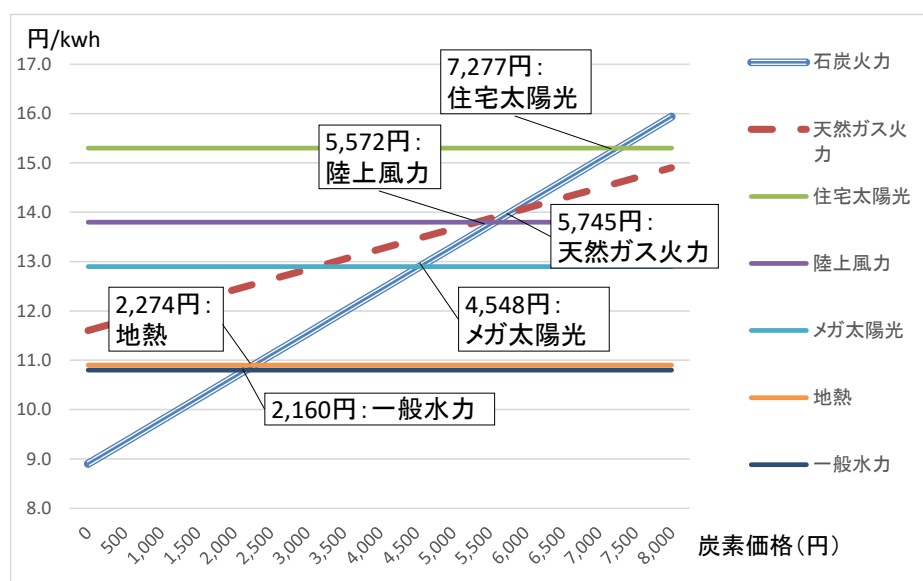


図 A1 炭素価格別の石炭火力発電の経済優位性評価

## 謝辞

本稿のレビュー及び有用な情報提供を頂きました IGES 理事長浜中裕徳氏、IGES 事務局長塚本直也氏、IGES 気候変動とエネルギー領域上席研究員小塚一久氏、同研究員脇山尚子氏、同研究員梅宮知佐氏に心より感謝申し上げます。

また、本稿は「平成 27 年度環境研究総合推進費 (E-1501 気候変動対策の進捗評価を目的とした指標開発に関する研究)」の成果の一部に基づき改訂を行いました。

## 参考文献

- CDP. (2013). *Use of internal carbon price by companies as incentive and strategic planning tool. A white paper from Carbon Disclosure Project*. Retrieved from <https://www.cdp.net/CDPResults/companies-carbon-pricing-2013.pdf>
- EC. (2014). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030*. Brussels. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015R%2801%29&from=EN>
- EEA. (2014). European Union's Greenhouse Gas Inventory 2014: The National Inventory Report and Common Reporting Format Tables. European Environmental Agency. Retrieved from [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/eua-2014-crf-27may.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/eua-2014-crf-27may.zip)
- EIA. (2014a). Carbon Dioxide Emissions From Energy Consumption: Electric Power Sector, Selected Years, 1949-2011 (p. Table 11.2e.). Washington, DC: U. S. Energy Information Administration.
- EIA. (2014b). Electricity supply, disposition, prices, and emissions (p. Table A8 (Interactive Table Viewers)). Washington, DC: U. S. Energy Information Administration.
- EIA. (2015). Electric Power Monthly with Data for February 2015. Washington, DC: U. S. Energy Information Administration. Retrieved from <http://www.eia.gov/electricity/monthly/pdf/epm.pdf>
- EPA. (2014a). *Carbon Pollution Emission Guidelines for Existing Stationary Sources: Electric Utility Generating Units*. the Environmental Protection Agency on 06/18/2014. Retrieved from <https://federalregister.gov/a/2014-13726>
- EPA. (2014b). United States' Greenhouse Gas Inventory 2014: The National Inventory Report and Common Reporting Format Tables. U.S. Environmental Protection Agency. Retrieved from [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/gbr-2014-crf-16oct.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/gbr-2014-crf-16oct.zip)
- EU. (2015). *Intended Nationally Determined Contribution of the EU and its Member States. Submission by Latvia and the European Commission on behalf of the European Union and its member states on 6 March*. Retrieved from <http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published Documents/Latvia/1/LV-03-06-EU INDC.pdf>
- IEA. (2014a). Electricity Information. Paris, France: International Energy Agency.
- IEA. (2014b). *Energy Balance of OECD Countries, International Energy Agency*. Paris, France.
- IEA. (2014c). Energy Statistics of OECD Countries. Paris, France.

- IEA. (2014d). *World Energy Outlook, International Energy Agency*. Paris, France: International Energy Agency.
- IEEJ. (2014). エネルギー・経済統計要覧. (計量分析ユニット, Ed.). 日本エネルギー経済研究所.
- IIASA. (2014). *LIMITS Scenario Database. Energy Program, International Institute for Applied Systems Analysis*. Retrieved April 25, 2015, from <https://tntcat.iiasa.ac.at/LIMITSDB/dsd?Action=htmlpage&page=about>
- Mexico. (2015). *Intended Nationally Determined Contribution. Submission by Mexico to the ADP on 30 March 2015*. Retrieved from <http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published Documents/Mexico/1/MEXICO INDC 03.30.2015.pdf>
- NEDO. (2012). 平成24年度 事業原簿(ファクトシート).新エネルギー・産業技術総合開発機構. Retrieved from <http://www.nedo.go.jp/content/100542919.pdf>
- NIES. (2014). Japan's Greenhouse Gas Inventory 2014: The National Inventory Report and Common Reporting Format Tables. National Institute for Environmental Studies. Retrieved from [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/jpn-2014-crf-14nov.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/jpn-2014-crf-14nov.zip)
- Norway. (2015). Norway's Intended Nationally Determined Contribution. Submission by Norway to the ADP on 27 March 2015. Retrieved from <http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published Documents/Norway/1/Norway INDC 26MAR2015.pdf>
- SDSN・IDDRI. (2014a). Pathways to deep decarbonization-Japan Chapter-. Institute for Sustainable Development and International Relations and Sustainable Development Solutions Network.
- SDSN・IDDRI. (2014b). Pathways to deep decarbonization-United States Chapter-. Institute for Sustainable Development and International Relations and Sustainable Development Solutions Network.
- Switzerland. (2015). *Switzerland's intended nationally determined contribution (INDC) and clarifying information. Submission by Switzerland to the ADP on 27 February 2015*. Retrieved from [http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published Documents/Switzerland/1/15\\_02\\_27\\_INDC Contribution of Switzerland.pdf](http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published Documents/Switzerland/1/15_02_27_INDC Contribution of Switzerland.pdf)
- World Bank. (2014). *State and Trends of Carbon Pricing 2014*. Washington, DC. doi:10.1596/978-1-4648-0268-3
- 環境省. (2012a). 2013 年以降の対策・施策に関する報告書. 中央環境審議会 地球環境部会.
- 環境省. (2012b). エネルギー供給 WG 参考資料. 第 105 回中央環境審議会地球環境部会参考資料2②. 中央環境審議会地球環境部会. Retrieved from <http://www.env.go.jp/council/06earth/y060-105/ref07-16.pdf>
- 環境省. (2012c). 環境基本計画(平成 24 年 4 月 27 日版). 中央環境審議会.
- 環境省. (2013a). 京都メカニズムクレジット取得事業の概要について. 環境省 地球環境局市場メカニズム室資料. Retrieved from <https://www.env.go.jp/earth/ondanka/mechanism/credit/mat.pdf>
- 環境省. (2013b). 当面の地球温暖化に関する方針. 地球温暖化対策推進本部.
- 環境省. (2014). BAT の参考表【平成 26 年 4 月時点(案)】. 環境省総合環境政策局環境影響評価課室資料. Retrieved from <https://www.env.go.jp/press/files/jp/24456.pdf>
- 環境省. (2015). 日本の約束草案要綱(案). 中央環境審議会地球環境部会 2020 年以降の地球温暖化対策検討小委員会・産業構造審議会産業技術環境分科会地球環境小委員会約束草案検討ワーキンググループ合同会合.

- 気候ネットワーク. (2015a). 国内石炭火力発電所 建設・入札・廃止予定リスト(2015/4/9 調べ). Retrieved April 20, 2015, from [http://sekitan.jp/wp-content/uploads/2013/03/150501coalpowerplant\\_plansbidsshutdown.pdf](http://sekitan.jp/wp-content/uploads/2013/03/150501coalpowerplant_plansbidsshutdown.pdf)
- 気候ネットワーク. (2015b). 全国の石炭火力発電所一覧. Retrieved March 24, 2015, from <http://sekitan.jp/wp-content/uploads/2014/06/石炭発電所一覧.pdf>
- 栗山昭久, & 吉野まどか. (2014). 米国における火力発電設備に対する GHG 排出規制導入の最新動向と国際社会の役割 (No. IGES Working Paper 2014-06).
- 経済産業省. (2013). 平成 24 年度エネルギー環境総合戦略調査(将来のエネルギー需給構造に関する調査研究). (一財)日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット.
- 経済産業省. (2015a). 各電源の諸元一覧(案). 総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ(第 6 回会合)資料 2.
- 経済産業省. (2015b). 長期エネルギー需給見通し 骨子. 総合資源エネルギー調査会長期エネルギー需給見通し小委員会(第 8 回会合)資料 3.
- 経済産業省. (2015c). 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する 発電コスト等の検証に関する報告(案). 総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ(第6回会合)資料 1.
- 経済産業省・環境省. (2013). 東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ. 平成 25 年 4 月 25 日経済産業省・環境省資料.
- 国務院. (2014). 希望到“十三五”末能够有成熟的碳排放权交易市场. 中国国務院報道発表. Retrieved from [http://www.gov.cn/2014-11/25/content\\_2783092.htm](http://www.gov.cn/2014-11/25/content_2783092.htm)
- 資源エネルギー庁. (2012). 火力発電について. 総合エネルギー調査会. 第 13 回基本問題委員会参考資料. Retrieved from <https://www.env.go.jp/council/06earth/y060-106/ref10.pdf>
- 首相官邸. (2014). 京都議定書目標達成計画の進捗状況. 地球温暖化対策推進本部. Retrieved from <https://www.kantei.go.jp/jp/singi/ondanka/kaisai/dai28/siryou.pdf>
- 倉持壮, & 明日香壽川. (2012). 革新的エネルギー・環境戦略を考える (No. IGES Working Paper CC-2012-01).
- 東京電力. (2014). 平成 26 年度電力卸供給入札募集要綱の概要. 東京電力株式会社入札説明会資料. Retrieved from <http://www.tepco.co.jp/kaikaku/ipp/images/ipp45-j.pdf>
- 梅村元史. (2012). 租税特別措置法(石油石炭税[地球温暖化対策のための課税の特例]関係)の改正 (No. 平成 24 年度 税制改正の解説 P692). Retrieved from [http://www.mof.go.jp/tax\\_policy/tax\\_reform/outline/fy2012/explanation/pdf/p688\\_699.pdf](http://www.mof.go.jp/tax_policy/tax_reform/outline/fy2012/explanation/pdf/p688_699.pdf)

#### お問い合わせ

公益財団法人地球環境戦略研究機関(IGES) 気候変動とエネルギー領域  
〒240-0115 神奈川県三浦郡葉山町上山口 2108-11  
Tel: 81-46-826-9592 Fax: 81-46-855-3809  
URL: <http://www.iges.or.jp>, E-mail: [ce-info@iges.or.jp](mailto:ce-info@iges.or.jp)

この出版物の内容は執筆者の見解であり、IGES および所属機関の見解を述べたものではありません。

IGES Publication code WP1503

© 2015 Institute for Global Environmental Strategies. All rights reserved.